

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии»

Государственный научный метрологический центр

ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора
по развитию ФГУП «ВНИИР»

 А.С. Тайбинский

« 29 »

2018 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА
НЕФТИ № 401 ПСП «НОВОКУЙБЫШЕВСКИЙ»

Методика поверки

МП 0644-14-2017

с изменением № 1

Начальник НИО-14 ФГУП «ВНИИР»

 Р.Н. Груздев
Тел.: (843) 299-72-00

г. Казань
2018

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Левина А.П.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 401 ПСП «Новокуйбышевский» (далее – СИКН) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

Поверка СИКН проводится на месте эксплуатации. Поверку СИКН допускается проводить в меньшем диапазоне измерений расхода нефти, чем указано в описании типа на СИКН, на основании письменного заявления владельца СИКН.

(Измененная редакция, Изм. № 1)

Интервал между поверками системы – 12 месяцев.

Интервал между поверками (калибровками) средств измерений (СИ) из состава СИКН, за исключением термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 – 12 месяцев.

Интервал между поверками термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 – 36 месяцев.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта инструкции	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	6.1	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения	6.2	Да	Да
Опробование	6.3	Да	Да
Определение метрологических характеристик:			
– средств измерений (СИ), входящих в состав СИКН	6.4.1	Да	Да
– определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти	6.4.2	Да	Да
– определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти	6.4.3	Да	Да

2 Средства поверки

2.1 Основное средство поверки СИКН

2.1.1 Эталон единицы объемного расхода (объема) жидкости 1-го или 2-го разряда по ГОСТ 8.510 - 2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости», обеспечивающий определение метрологических характеристик (МХ) СИ объема и объемного расхода на каждой измерительной линии (ИЛ) СИКН в требуемых диапазонах расхода.

2.1.2 При проведении поверки (калибровки) СИ в составе СИКН применяют средства поверки (калибровки), указанные в нормативных документах (НД) на методики поверки (калибровки) СИ, входящих в состав СИКН, приведенных в таблице 3 настоящей инструкции.

2.2 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки утвержденных типов, если их метрологические характеристики не уступают указанным в НД, приведенных в таблице 3 настоящей инструкции.

3 Требования безопасности

3.1 При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

– в области охраны труда – Трудовым кодексом Российской Федерации;

– в области промышленной безопасности – Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора № 101 от 12 марта 2013 г. «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»), Руководством по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ № 784 от 27 декабря 2012 г. «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»), а также другими действующими отраслевыми НД;

– в области пожарной безопасности – Федеральным законом Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановление Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. № 390 «О противопожарном режиме» (вместе с «Правилами противопожарного режима в Российской Федерации»), СНиП 21.01-97 (с изм. № 1,2) «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

– в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей;

– в области охраны окружающей среды – Федеральным законом Российской Федерации от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ (ред. 12 марта 2014 г.) «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

3.2 Площадка СИКН должна содержаться в чистоте без следов нефти и должна быть оборудована первичными средствами пожаротушения согласно Правил противопожарного режима в Российской Федерации.

3.3 СИ и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении измерений, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ 30852.0-2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования».

3.4 Вторичную аппаратуру и щиты управления относят к действующим электроустановкам с напряжением до 1000 В, на которые распространяются Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, Правила устройства электроустановок.

4 Условия поверки

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями НД на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН.

Характеристики СИКН и измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Соответствие характеристик нефти значениям, приведенным в таблице 2, проверяют по данным паспорта качества нефти.

Таблица 2 – Характеристики СИКН и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть, соответствующая требованиям ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Диапазон измерений расхода нефти, т/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$)	от 200,1 (247) до 1190,9 (1338,2)
Плотность нефти при рабочих условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$	от 810 до 890
Диапазон температуры нефти, $^{\circ}\text{C}$	от +1,1 до +30,0
Избыточное давление нефти, МПа	
– рабочее	от 0,30 до 0,45
– минимально допустимое	0,25
– максимально допустимое	0,8

Окончание таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт)	от 5 до 35
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)

*(Измененная редакция, Изм. № 1)***5 Подготовка к поверке**

Подготовку средств поверки и СИКН осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

6 Проведение поверки**6.1 Внешний осмотр**

При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид.

6.1.1 Комплектность СИКН должна соответствовать ее описанию типа и эксплуатационной документации.

6.1.2 При проверке внешнего вида должны выполняться требования:

- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов покрытий, препятствующих проведению поверки;
- надписи и обозначение на компонентах СИКН должны быть четкими и читаемыми без применения технических средств, соответствовать технической документации;
- СИ, входящие в состав СИКН, должны быть поверены и иметь пломбы, несущие на себе знак поверки, в соответствии с их методикой поверки и (или) МИ 3002-2006 «Рекомендация. ГСИ. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок».

СИКН, не прошедшая внешний осмотр, к поверке не допускается.

6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО).

6.2.1 При проверке идентификационных данных ПО должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО СИКН сведениям, приведенным в описание типа на СИКН.

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО измерительно-вычислительного комплекса ИМЦ-07 (далее - ИВК) проводят в соответствии с его руководством пользователя.

Для просмотра версии ПО, контрольной суммы и других сведений необходимо в строке меню выбрать «Контекстное меню» (3 вертикальных точки в правом верхнем углу экрана), затем выбрать пункт «О программе». На экране появится окно со сведениями о ПО ИВК.

(Измененная редакция, Изм. № 1)

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора системы «Форвард» проводят в следующей последовательности:

- на главном окне программы необходимо нажать вкладку «О программе», находящуюся в левом верхнем углу экрана; в открывшемся окне приведены сведения о версии ПО;
- далее необходимо нажать вкладку «Модули»; в открывшемся окне приведены сведения о идентификационном наименовании модуля ПО и его контрольная сумма (рисунок 1).

(Измененная редакция, Изм. № 1)

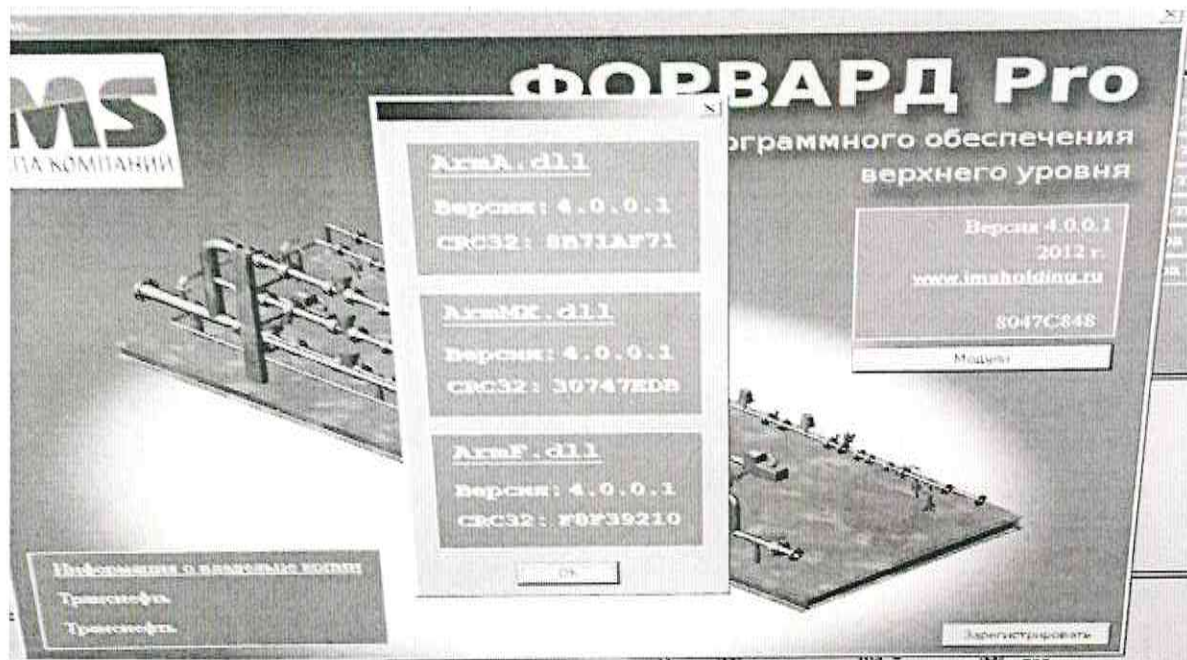


Рисунок 1. Сведения о ПО АРМ оператора СИКН.

6.3 Опробование

6.3.1 Опробование СИКН проводят в соответствии с НД на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

6.3.2 Проверяют действие и взаимодействие компонентов СИКН в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН, возможность формирования отчетов.

6.3.3 Проверяют герметичность СИКН.

Проверку герметичности СИКН проводят согласно эксплуатационной документации на СИКН.

СИКН считается выдержавшей проверку, если на элементах и компонентах СИКН нет следов протечек нефти или снижения давления.

6.4 Определение (контроль) метрологических характеристик

6.4.1 Определение (контроль) метрологических характеристик (МХ) СИ, входящих в состав СИКН.

Определение МХ СИ (поверку СИ), входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с документами, приведенными в таблице 3.

Таблица 3 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Пределы допускаемой погрешности	Документы
Преобразователи расхода турбинные НТМ (далее – ТПР)	Пределы допускаемой относительной погрешности в диапазоне измерений расхода для рабочих ТПР $\pm 0,15\%$; пределы допускаемой относительной погрешности в точке расхода для резервно-контрольного ТПР, применяемого в качестве контрольного, $\pm 0,1\%$	МИ 3287-2010 «Преобразователи объемного расхода. Методика поверки»

Продолжение таблицы 3

Наименование СИ	Пределы допускаемой погрешности	Документы
Термопреобразователи сопротивления (ТС) Rosemount 0065 в комплекте с преобразователями измерительными Rosemount 644	При поверке в комплекте: пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений и преобразования в температуру сигналов от ТС с номинальной статической характеристикой (НСХ) Pt100 $\pm 0,15$ %; дополнительная абсолютная погрешность измерений и преобразования в температуру, вызванная влиянием температуры окружающей среды в рабочем диапазоне температуры на каждый 1 °С сигналов от ТС с НСХ Pt100 $\pm 0,003$ °С; дополнительная погрешность от изменения номинального напряжения питания $\pm 0,005$ % от диапазона измерений/1В; основная приведенная погрешность преобразования цифрового сигнала в унифицированный электрический выходной сигнал постоянного тока $\pm 0,03$ % от диапазона измерений ТС. При поверке отдельно друг от друга: в соответствии с описанием типа	МП 4211-024-2015 «Датчики температуры Rosemount 644, Rosemount 3144Р. Методика поверки», утверждена ФГУП «ВНИИМС» 30.12.2015 г. Документ 12.5314.000.00 МП «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144Р. Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в декабре 2013 г. ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	Пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3$ кг/м ³	МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации». МИ 3240-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки»
Преобразователи давления измерительные 2088	Пределы допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5$ %	МП 4212-068-2015 «преобразователи давления измерительные 2088. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в апреле 2015 г.
Преобразователи давления измерительные 2051 (для измерений разности давления)	Пределы допускаемой приведенной погрешности $\pm 2,5$ %	МИ 4212-025-2013 «Преобразователи давления измерительные 2051. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в декабре 2013 г.

Продолжение таблицы № 3

Наименование СИ	Пределы допускаемой погрешности	Документы
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	В соответствии с описанием типа	МП 0309-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИР» 04.09.2015 г.
Преобразователи плотности и вязкости FVM	В соответствии с описанием типа	МП 01-251-2015 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости FDM, FVM, HFVM. методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «УНИИМ» 07 апреля 2015 г.
Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400	Пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 5,0 \%$	МП РТ 1849-2014 «Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400. Методика поверки», утвержденная руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 23 мая 2014 г.
Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07	В соответствии с описанием типа	МИ 3395-2013 «Рекомендация. ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 15 апреля 2013 г.
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	Пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ГОСТ 8.279-78 «Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки»
Манометры деформационные с трубчатой пружиной серии 3	Пределы допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,6 \%$	МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакууметры, мановакууметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Манометры МП	Пределы допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,6 \%$	Методика поверки «Манометры МП, НП, ЭКН и ЭКМ, вакууметры ВП, ТП, ЭКТ и ЭКВ, мановакууметры МВП, ТНП, ЭКТН и ЭКМВ, дифманометры ДП и ЭКД показывающие и сигнализирующие», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 10.02.2014 г.

Допускается проводить калибровку расходомера-счетчика ультразвукового OPTISONIC 3400 и преобразователей давления измерительных 2051 по соответствующим методикам поверки, приведенным в таблице 3.

6.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти при косвенном методе динамических измерений ($\delta_{\text{мб}}$, %), в соответствии с ГОСТ Р 8.595 - 2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений», определяют по формуле:

$$\delta_{\text{мб}} = \pm 1.1 \cdot \sqrt{\delta_v^2 + G^2 \cdot (\delta_p^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_p^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_v^2 + \delta_N^2}, \quad (1)$$

где δ_v – относительная погрешность измерений объема нефти, %;

δ_ρ – относительная погрешность измерений плотности нефти, %, определяется по формуле:

$$\delta_\rho = \frac{\Delta\rho}{\rho_{\min}} \cdot 100, \quad (2)$$

$\Delta\rho$ – абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м³;

$\rho_{\min}$ – минимальное значение плотности нефти из диапазона измерений плотности СИКН, кг/м³;

$\Delta T_\rho, \Delta T_V$ – абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях ее плотности и объема соответственно, °C;

β – коэффициент объемного расширения нефти, 1/°C, определяют по приложению А ГОСТ Р 8.595;

δN – относительная погрешность ИВК, %;

G – коэффициент, вычисляемый по формуле:

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_V}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_\rho}, \quad (3)$$

где T_V, T_ρ – температура нефти при измерениях ее объема и плотности соответственно, °C.

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти с применением СИКН не должна превышать $\pm 0,25$ %.

6.4.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

Относительную погрешность измерений массы нефти в соответствии с ГОСТ Р 8.595 (δ_{MH} , %) вычисляют по формуле:

$$\delta_{MH} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta_{MB}}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{МП}^2 + \Delta W_{XC}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{МП} + W_{XC}}{100}\right)^2}}. \quad (4)$$

где ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %, при измерении в лаборатории определяется по формуле (7);

$\Delta W_{МП}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %, вычисляют по формуле (7);

ΔW_{XC} – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %, вычисляют по формуле:

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (5)$$

где $\Delta \varphi_{XC}$ – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм³, вычисляют по формуле (7);

ρ_H^{XC} – плотность нефти при условиях измерений φ_{XC} , кг/м³;

W_B – максимальное значение массовой доли воды в нефти, %;

$W_{МП}$ – максимальное значение массовой доли механических примесей в нефти, %;

W_{XC} – максимальное значение массовой доли хлористых солей в нефти, %, вычисляют по формуле:

$$W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (6)$$

φ_{XC} – массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³, определенная в лаборатории.

Абсолютные погрешности измерений массовой доли воды, массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей в нефти по лабораторному методу

определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580-2001 «ГСИ. Определение и применение показателей прецизионности методов испытаний нефтепродуктов».

Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и двух измерений соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность его измерений Δ , %, вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \cdot r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (7)$$

где R и r - воспроизводимость и сходимость метода определения соответствующего показателя качества нефти.

Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды»;
- для массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей»;
- для массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей».

Воспроизводимость метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости.

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти с применением СИКН не должна превышать $\pm 0,35$ %.

7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815.

На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН указывают диапазон измерений расхода и пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

7.2 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности по форме Приложения 2 документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815.